Serie de Contribuciones Técnicas
Recursos Minerales - Boletín N° 01



GOBIERNO
DE LA PROVINCIA
DEL NEUQUÉN
MINISTERIO DE ENERGÍA,
Y RECURSOS NATURALES
SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA,
MINERÍA E HIDROCARBUROS
DIRECCIÓN PROVINCIAL DE MINERÍA

Relevamiento de arenas naturales para su uso como agente de sostén en el fracturamiento hidráulico

Luna, Fabio; Pascua, Dania; Garrido, Alberto; Cocchiarale, Cristian; Liciotti, Emiliano y Lucesoli, Horacio

Zapala - 2018

Serie de Contribuciones Técnicas
Recursos Minerales - Boletín N° 01

Relevamiento de arenas naturales para su uso como agente de sostén en el fracturamiento hidráulico

Luna, Fabio*; Pascua, Dania; Garrido, Alberto**; Cocchiarale, Cristian*; Liciotti, Emiliano* y Lucesoli, Horacio****

*Instituto Nacional de Tecnología Industrial
**Dirección Provincial de Minería del Neuquén

Zapala – 2018

Gobernador

Gobernador de la Provincia del Neuquén: Cr. Omar Gutiérrez

Vicegobernador

Vicegobernador de la Provincia del Neuquén: Cr. Rolando Figueroa

Ministerio de Energía y Recursos Naturales

Ministro de Energía y Recursos Naturales: Lic. Alejandro Monteiro

Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos

Subsecretario de Energía, Minería e Hidrocarburos: Cr. Gabriel López

Dirección Provincial de Minería

Director Provincial de Minería: Lic. Carlos Portilla

Sugerencia de referencia bibliográfica

Luna (F.); Pascua (D.); Garrido (A.); Cocchiarale (C.); Liciotti (E.) y Lucesoli (H.). 2018. Relevamiento de arenas naturales para su uso como agente de sostén en el fracturamiento hidráulico. Dirección Provincial de Minería, Serie de Contribuciones Técnicas: Recursos Minerales - Boletín N° 01. 23 pág. Zapala, Neuquén.

Zapala – 2018

CONTENIDO

RESUMEN ... 4
ABSTRACT ... 4
INTRODUCCIÓN ... 5
METODOLOGÍA ... 5
NORMAS ... 6
TIPOS DE AGENTES DE SOSTÉN ... 6
Arenas ... 7
Arenas recubiertas en resina de curado completo ... 7
Cerámicos de resistencia intermedia ... 7
Bauxita ... 7
Cerámicos livianos ... 8
Carbolita ... 8
ESPECIFICACIONES DE LAS ARENAS DE FRACTURA ... 9
Tamaño y distribución granulométrica de las partículas ... 9
Forma de las partículas ... 9
Resistencia a los ácidos, solubilidad ... 10
Resistencia a la rotura ... 11
Turbiedad, contenido de arcillas e inorgánicos ... 11
UBICACIÓN DE LOS SITIOS DE MUESTREO ... 11
ANÁLISIS TÉCNICO REALIZADOS A LAS MUESTRAS ... 16
Descripción de las muestras analizadas ... 16
Macro y microfotografías de las muestras analizadas ... 16
Ensayos realizados a las muestras y resultados ... 18
CONCLUSIONES ... 19
BIBLIOGRAFÍA ... 21

RESUMEN

En los últimos años la producción no convencional de petróleo y gas ha adquirido una enorme importancia debido al auge de las técnicas de perforación conocidas como fracturación hidráulica o estimulación hidráulica (fracking), en las que las arenas de fractura hidráulica son uno de los elementos esenciales.

La producción de este tipo de arenas tiene un interés preferente, especialmente en aquellos lugares donde existen grandes yacimientos de hidrocarburos en los que puede aplicarse este sistema de explotación. Para la industria de los áridos, estas arenas, representan un nuevo mercado de gran interés dado su elevado precio, condicionado por una demanda creciente y por una oferta limitada.

En Argentina, debido a la necesidad de grandes cantidades de agentes de sostén, se están usando arenas de fractura hidráulica traídas del exterior, por tal motivo se evalúa actualmente la producción de agentes de sostén naturales dentro del país. Por ello, la provincia del Neuquén, a través de la Dirección Provincial de Minería, inicio en conjunto con el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) un relevamiento de posibles depósitos de arenas que podrían ser utilizados para abastecer a la industria petrolera.

Palabras claves: Arenas, Fracturación hidráulica, Petróleo, Neuquén.

ABSTRACT

In recent years, the unconventional production of oil and gas has gained enormous importance due to the rise of drilling techniques known as hydraulic fracturing or hydraulic stimulation (fracking), in which the fracture sands are one of the essential elements.

The production of this type of sand has a preferential interest, especially in those places where there are large hydrocarbon deposits in which this exploitation system can be applied. For the aggregates industry, these sands represent a new market of great interest given its high price, conditioned by an increasing demand and by a limited supply.

In Argentina, due to the need for large amounts of support agents, are being used hydraulic fracture sands brought from abroad, for this reason the production of natural support agents within the country is currently evaluated. For this reason, the Province of Neuquén, through the Provincial Mining Department, together with the National

Institute of Industrial Technology (INTI) started a survey of possible sand deposits that could be used to supply the oil industry.

Keywords: Sands, Hydraulic Fracturing, Oil, Neuquén.

INTRODUCCIÓN

El fracturamiento hidráulico es una técnica de terminación de pozos por la cual la roca reservorio es fracturada mediante la inyección de fluidos a altas presiones. Los objetivos de la estimulación hidráulica (fracking) son, esencialmente, incrementar la producción en pozos maduros y obtener hidrocarburos en rocas no convencionales.

Las primeras aplicaciones de técnicas de fracturamiento hidráulico se remontan a 1860, cuando en yacimientos ubicados en el este de USA se usaba nitroglicerina, primero líquida y luego sólida, para estimular la producción de petróleo en rocas someras de alta compresibilidad; el mismo principio de fracturamiento fue usado en pozos de agua y gas con la misma eficiencia. En 1930 nace la idea de inyectar fluidos no explosivos para estimular los pozos, siendo escogida una mezcla de ácido nítrico con agua como un medio de crear una fractura que no se cerraba por completo a causa del ácido usado; esto permitía un flujo canalizado al pozo y mejoraba por tanto la productividad. Posteriormente, en 1947, se realiza el primer tratamiento experimental de "hidrofracking" que fue probado en el campo de Kansas usando ácido nafténico, que es un ácido de origen orgánico y de tipo carboxílico y ácido palmítico (napalm) mezclado con gasolina para estimular la producción de gas. Durante crisis del petróleo en los años ’70, el gobierno de USA lanzó un programa de investigación sobre la exploración horizontal y a gran escala; la Standard Oil Company of Indiana (Amoco Corporation) obtuvo la patente del proceso y Halliburton pasó a ser la primera compañía en implementar el fracturamiento hidráulico. En 1998 se realiza la primera extracción de gas utilizando la técnica del fracking tal y como se conoce hoy en día.

METODOLOGÍA

Durante las tareas de campo se tomaron alrededor de 5 kg de muestras de arena en 17 localidades de la Provincia del Neuquén. Dichas localidades se seleccionaron en base a sus características geológicas, litológicas, etc.; específicamente en aquellas dónde se encuentran depósitos fluviales y eólicos.

Para muestrear se seleccionaron arenas con altos porcentajes de cuarzo, poco contenido de otros minerales como feldespatos, micas y carbonatos, analizando

parámetros de redondez, esfericidad y porcentaje de finos. Pues ello asegura su resistencia frente a los ácidos contenidos en los fluidos de perforación, así como su resistencia mecánica a la compresión debida a las altas presiones que deberá soportar.

NORMAS

En la industria petrolera, a los fines de seleccionar adecuadamente un agente de sostén, hay que conocer la composición y las propiedades físicas de los mismos. Éstas deben cumplir con consignas solicitadas por norma en cuanto a tamizado, densidad, solubilidad, turbidez, redondez y esfericidad y resistencia a la compresión. Por tal motivo, se instauraron como base las normas del American Petroleum Institute, API RP 19 B (ISO 13503-2) y API RP 19 C (ISO 13503-5). Estas normas fueron diseñadas para los productos obtenidos en yacimientos ubicados en el exterior; este modelo a seguir requiere que las arenas que se obtengan en yacimientos ubicados en nuestro país tengan una semejanza normativa en todos sus aspectos.

La práctica recomendada ANSI/API 19 C mide las propiedades de los agentes de sostén usados en operaciones de fracturación hidráulica y empaquetamiento con grava (gravel-packing) y la práctica recomendada ISO 13503-2 usada en la industria del petróleo, gas y, fluidos y materiales de terminación de pozos provee procedimientos estándares de ensayo y determina qué parámetros físicos y químicos que deben cumplir los agentes de sostén (arenas, arenas resinadas, cerámicos o bauxitas) para ser usados en fracturas hidráulicas.

TIPOS DE AGENTES DE SOSTÉN

Cuando se hace una fractura es necesario utilizar un componente que impida que la fractura se cierre completamente una vez terminado el bombeo y que garantice una conductividad en el canal recién creado. Este material es lo que se llama agente de sostén, agente apuntalante o proppant; debe tener ciertas propiedades físicas y mecánicas, principalmente una alta resistencia a los esfuerzos, también debe resistir a la corrosión, porque en ciertos ambientes hay H_2S o CO_2 en el fluido de producción. Debe tener una gravedad específica lo más baja posible para evitar su segregación y decantación del fluido de transporte en el fondo de la fractura. Como son materiales que se utilizan en gran volumen es muy importante que el costo sea lo más bajo posible.

Actualmente, se están desarrollando productos más resistentes que son capaces de adaptarse a las necesidades del pozo. Los productos más comunes son:

Arenas: es el agente más económico, su densidad es de 2,65 g/cm^3. Es esencial debido a que: a) ayuda a mantener abierta la fractura, provee suficiente conductividad de fractura para presiones de cierre menores a 8.000 psi (según sea la malla designada para la fractura hidráulica); b) hace que la fractura actúe como un canal de alta permeabilidad dentro de la formación; c) poseen suficiente resistencia a la compresión. Según la norma API RP 56 (1983) y la norma ISO 13503-2 (2006), las arenas pueden clasificarse en dos grupos: 1) Arena Ottawa (arena del norte, arena blanca o arena Jordan): son arenas monocristalinas, tienen granos muy fuertes en comparación con las demás arenas. Se caracterizan por tener alto grado de esfericidad, redondez, blancura, alta pureza y baja solubilidad en ácido; 2) Arena Brady (arena marrón): son arenas policristalinas, cada grano está compuesto por múltiples cristales unidos. Tienen una forma más angular y un mayor grado de impurezas comparada con la arena Ottawa, son procesadas para obtener un propante de mejor calidad (ver Fig. 1 a y b).

Arenas recubiertas en resina de curado completo: conocidos como RCS (resin coated sands), pretenden cubrir el espacio entre la arena común y los agentes de sostén de alta resistencia, se las suele designar como de resistencia intermedia. Tienen una conductividad similar a la de la arena convencional y pueden aumentar entre 1.000 a 2.000 psi la resistencia de la arena inicial. Con el objetivo de solucionar problemas de fragilidad de arenas, se llevan a cabo procesos de recubrimiento con resina, en los cuales, cada grano es encapsulado para mejorar su resistencia; para ello se somete a presión los granos de arena y luego encapsularlos, evitando así que los granos pequeños o fragmentados se apiñen en la garganta de poro y en los canales de flujo. La resina mejora las propiedades del propante y reduce la angularidad del grano (ver Fig. 2).

Cerámicos de resistencia intermedia: conocidos como ISP (intermediate strength proppants), son propantes manufacturados con una menor resistencia que la bauxita sinterizada. Son usados en formaciones con presiones de cierre entre 8.000 y 12.000 psi, presentan alta densidad (2,9 g/cm^3), buena redondez y esfericidad (ver Fig. 3).

Bauxita: es un propante elaborado que contiene Corundum, un material artificial, con muy buena redondez y esfericidad, alta dureza y alta resistencia a altas presiones y temperaturas en pozos profundos. Tiene un costo relativamente alto, por lo tanto, su uso está generalmente enfocado a pozos con presiones de cierre muy altas: mayores a

10.000 psi. Debido a su alta densidad (3,6 g/cm^3), se utilizan pequeños tamaños de grano para mejorar la capacidad de trasporte del propante (ver Fig. 4).

Cerámicos livianos: conocidos como LWP (light weight ceramic proppant). Están compuestos por Mullita, que es un alumino-silicato de gran dureza, no alcanzan a ser tan resistentes como la bauxita o los ISP. Poseen alto grado de esfericidad, lo cual se traduce en una buena conductividad, comparada con las arenas. Son utilizados en formaciones con presiones de cierre entre 6.000 y 10.000 psi, o en formaciones poco profundas con presiones de cierre menores (ver Fig. 5).

Carbolita: es un propante cerámico compuesto principalmente por Mulita, dióxido de silicón (vidrio amorfo) y sílice. Tiene un alto grado de redondez y esfericidad y puede utilizarse en formaciones con presiones de cierre de hasta 7.500 psi, rango en el que también podrían utilizarse las arenas y los RCS (ver Fig. 6).

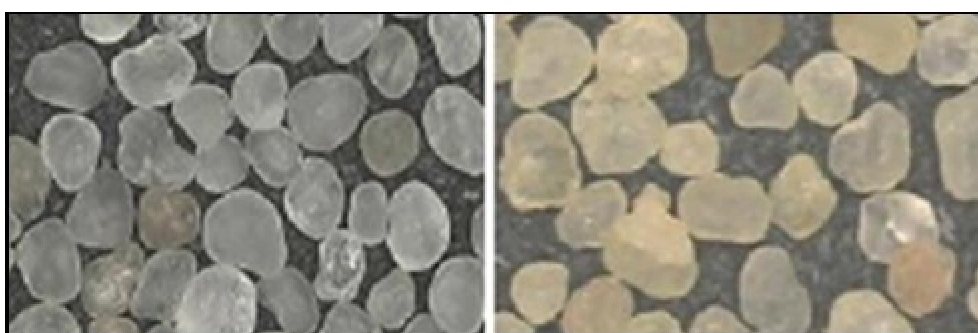


Fig. 1: a) arena Ottawa, b) arena Brady.



Fig. 2: arenas recubiertas en resina de curado completo. **Fig. 3:** cerámicos de resistencia intermedia.



Fig. 4: bauxita. **Fig. 5:** cerámicos livianos.



Fig. 6: carbolita.

ESPECIFICACIONES DE LAS ARENAS DE FRACTURA

Las principales especificaciones que deben cumplir las arenas de fractura corresponden a:

Tamaño y distribución granulométrica de las partículas: la norma establece ocho tamaños diferentes de arenas, generalmente denominados por los tamices ASTM superior e inferior entre los cuales debe quedar retenido el 90 % de las arenas. Esta normativa fija además los 6 tamices con los que debe realizarse el ensayo granulométrico de cada tipo, establece que solamente es admisible un 0.1 % de partículas retenidas en el tamiz superior y un máximo de 1% de partículas pasantes por el tamiz inferior, de los que indica el ensayo. La granulometría será función de la presión de confinamiento a la cual será sometido el agente de sostén, de la profundidad, del tipo de fluido a producir (ver Tabla 1).

Tabla 1: la tabla refleja el tamaño y distribución granulométrica de las partículas.

Designación Frac-Sand	Mallas ASTM (mm)								
	2/12 3.36/1.69	8/16 1.19/2.38	12/20 0.84/1.68	16/30 0.60/1.19	20/40 0.84/0.42	30/50 0.30/0.60	40/70 0.21/0.42	70/140 0.10/021	
Tamices ASTM necesarios para el ensayo	4	6	8	12	16	20	30	50	Máx 0.1%
	6	8	12	16	20	30	40	70	90%
	8	12	16	20	30	40	50	100	
	10	14	18	25	35	45	60	120	
	12	16	20	30	40	50	70	140	
	16	20	30	40	50	70	100	200	
Granulomé-trico	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Máx.1%

Forma de las partículas: se tiene en cuenta: a) esfericidad: representa el grado de comparación entre la forma de los granos de arena y una esfera; b) redondez: mide si las

diferentes facetas de los granos se juntan de manera redondeada o no. La determinación de estas características se realiza de forma manual mediante la observación al microscopio de un determinado número de granos, usualmente 20 o más, y comparando su forma con la establecida en un cuadro desarrollado por Krumbein y Sloss (1951). La norma establece que ambos valores, deben estar por encima de 0.6, en la observación al microscopio también se puede detectar la presencia de aglomerados de granos cuya presencia debe ser inferior al 1% (ver Tabla 2).

Tabla 2: Cuadro de Krumbein y Sloss (1951).

Esfericidad					
0.9					
0.7					
0.5					
0.3					
	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9
	Redondez				

Resistencia a los ácidos, solubilidad: en la composición del fluido de fracturación entran varios ácidos, entre los que destacan el clorhídrico y el fluorhídrico, que disolverán aquellos granos solubles como carbonatos, feldespatos, arcillas, óxidos, etc., no afectando a los granos de arena silícea, motivo por el cual la normativa recoge los valores de máximo contenido de elementos solubles al ácido que producirán una disminución importante de la permeabilidad del pozo. En las arenas de granulometría más gruesa, hasta la 30/50, se acepta un máximo del 2 % de elementos solubles y este valor se eleva hasta el 3 % para las arenas más finas (ver Tabla 3).

Tabla 3: Máxima solubilidad recomendada a los ácidos.

Tamaño arena		Máxima solubilidad (% en peso)
ASTM	**mm**	
6/12 a 30/50	1.68/3.36 a 0.30/0.60	2.0
40/70 a 70/140	0.21/0.42 a 0.10/0.21	3.0

Resistencia a la rotura: queda establecida en la normativa por el porcentaje de finos generados por la rotura de los granos cuando se les somete a una determinada presión, establecida en función del tamaño de las arenas, que va de menor a mayor inversamente proporcional a su tamaño (ver Tabla 4).

Turbiedad, contenido de arcillas e inorgánicos: el contenido puede determinarse mediante un test de turbiedad, a menudo de dificil realización que debe dar valores inferiores a 250 FTU (Formazin Turbidity Unit). Existen otros dos métodos más simples admitidos, el primero muy simple basado en la legibilidad de un texto marcado en una botella "tipo" llena con agua y una muestra de la arena a ensayar y, el segundo mediante un ensayo de sedimentación en probeta, en el que el sedimento de arcillas no debe ser superior al 1 %.

Tabla 4: contenido sugerido de finos.

Tamaño arena		Carga en la celda		Presión		Máximo contenido sugerido de finos (% en peso)
ASTM	mm	lb	kN	PSI	MPa	
6/12	1.68/3.36	6.283	28	2000	14	20
8/16	1.19/2.38	6.283	28	2000	14	18
12/20	0.84/1.68	9.425	42	3000	21	16
16/30	0.60/1.19	9.425	42	3000	21	14
20/40	0.84/0.42	12.566	56	4000	28	14
30/50	0.30/0.60	12.566	56	4000	28	10
40/70	0.21/0.42	15.708	70	5000	35	8
70/140	0.10/021	15.708	70	5000	35	6

De estas especificaciones las correspondientes a la forma de los granos y, las resistencias a los ácidos y a la rotura, dependen de la naturaleza y formación geológica de las arenas, y dificilmente pueden ser modificadas por los procesos de tratamiento.

UBICACIÓN DE LOS SITIOS DE MUESTREO

La Dirección Provincial de Minería del Neuquén (DPM), en conjunto con el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), realizó el relevamiento y muestreo de los posibles yacimientos de arenas que podrían ser utilizados para abastecer a la industria petrolera. Para ello se muestrearon depósitos de arenas cuaternarias, preferentemente del Holoceno, siguiendo una transecta Norte - Sur (Rincón de los Sauces - Picún Leufú), en el sector Este de la provincia del Neuquén. Las regiones evaluadas e investigadas comprenden aquellas localidades del territorio neuquino que han sido sitio de importantes hallazgos arenosos y las cuales, en algunos casos, han

desarrollado algún tipo de manejo productivo de estos yacimientos. Sobre la base de estos parámetros, fueron seleccionadas nueve localidades integradas por Rincón de los Sauces, Aguada San Roque, Cordón Loma de la Lata, Sierra Barrosa, Bajo Las Liebres, Challacó, Plaza Huincul - Cutral Có, Villa El Chocón y Picún Leufú. En todos los casos, las áreas de estudio en cada una de estas localidades se efectuaron considerando un radio de influencia no mayor a los 30 km. Los sitios fueron seleccionados por sus características geológicas; las zonas ricas en arenas silíceas, colindan con valles abiertos, lo que permite su fácil acceso.

En el departamento Confluencia se tomatón seis muestras:

- **Nqn-17-01:** a 18.5 km al NE del paraje Challacó, en el Cañadón Aguada Anacleto W y a 11.5 km al SO del cerro Senillosa, en coordenadas Gauss-Krüger: X: 5693203 - Y: 2521332 y coordenadas geográficas: Lat.: 38°54'43.19"S - Long.: 68°45'14.60"O.
- **Nqn-17-02:** a 21 km al NE del paraje Challacó, en el Cañadón Los Bastos, próximo al Cañadón Aguada Anacleto E y a 9.1 km al SO del cerro Senillosa, en coordenadas Gauss-Krüger: X: 5692413 - Y: 2523965 y coordenadas geográficas: Lat.: 38°55'8.54"S - Long.: 68°43'25.18"O.
- **Nqn-17-03:** a 6.9 km al NO del paraje Challacó, al N del Cañadón de Zapala y a 12.6 km al SO del cerro Grande, en coordenadas Gauss-Krüger: X: 5691144 - Y: 2497005; Coordenadas geográficas: Lat.: 38°55'43.01"S - Long.: 69° 2'4.39"O.
- **Nqn-17-04:** a 4.2 km al NO del paraje Challacó, en el Cañadón Challacó, al W de Agua Dulce y a 9.15 km al SO del cerro Grande, en coordenadas Gauss-Krüger: X: 5691444 - Y: 2500633; Coordenadas geográficas: Lat.: 38°55'33.30"S - Long.: 68°59'33.71"O.
- **Nqn-17-06:** a 14.9 km al SE de la localidad de Plaza Huincul, en Agua del Carrizo y a 4.1 km al SO del cerro Ranquilcó, en coordenadas Gauss-Krüger: X: 5677047 - Y: 2489164 y en coordenadas geográficas: Lat.: 39° 3'27.66"S - Long.: 69° 7'30.78"O.
- **Nqn-17-17:** a 12.5 km al SO del paraje Loma de la Lata, en la costa del Embalse Mari Menuco, en el Cordón Loma de la Lata y a 6.93 km al NE del cerro Lulu, en coordenadas Gauss-Krüger: X: 5729880 - Y: 2527581 y en coordenadas geográficas: Lat.: 38°34'44.82"S - Long.: 68°41'0.08"O.

En el departamento Zapala se tomó una muestra:

- **Nqn-17-05:** a 15.5 km al SO de la localidad de Plaza Huincul, en el Cañadón de Zapala y a 5.9 km al NO del cerro Chato, en coordenadas Gauss-5685710 - Y: 2469312 y coordenadas geográficas: Lat.: 38°58'37.40"S - Long.: 69°21'15.44"O.

En el departamento Picún Leufú se tomatón cinco muestras:

- **Nqn-17-07:** a 16.5 km al S de la localidad de Plaza Huincul, al N del Cañadón del Alambre y a 3.9 km al S de Aguada El Alamito, en coordenadas Gauss-Krüger: X: 5674912 - Y: 2479078 y coordenadas geográficas: Lat.: 39° 4'28.73"S - Long.: 69°14'30.73"O.
- **Nqn-17-08:** a 6.7 km al SE de la localidad de Picún Leufú, en la costa del Embalse Ramos Mexia y a 2.4 km al SE del cerro Mula, en coordenadas Gauss-Krüger: X: 5621052 - Y: 2480001 y coordenadas geográficas: Lat.: 39°33'35.96"S - Long.: 69°13'58.08"O.
- **Nqn-17-09:** a 13.4 km al NE de la localidad de Picún Leufú, en el Cañadón del Carrizo y a 2.3 km al O del cerro Picazo, en coordenadas Gauss-Krüger: X: 5635850 - Y: 2484145; Coordenadas geográficas: Lat.: 39°25'36.24"S - Long.: 69°11'3.18"O.
- **Nqn-17-10:** a 11 km al SO de la localidad de El Chocón, en el Cañadón de las Campanas y a 6 km al E del cerro Jaguel, en coordenadas Gauss-Krüger: X: 5646365 - Y: 2505366 y en coordenadas geográficas: Lat.: 39°19'55.63"S - Long.: 68°56'15.85"O.
- **Nqn-17-11:** a 6.7 km al NO de la localidad de Picún Leufú y a 2.4 km al SO del cerro El Sombrero, en coordenadas Gauss-Krüger: X: 5632884 - Y: 2470847 y en coordenadas geográficas: Lat.: 39°27'11.21"S - Long.: 69°20'19.85"O.

En el departamento Añelo se tomaron dos muestras:

- **Nqn-17-12:** a 19.6 km al N de la localidad de Añelo, en el Bajo de Añelo y a 18 km al NE del cerro Morado, en coordenadas Gauss-Krüger: X: 5774142 - Y: 2513666 y en coordenadas geográficas: Lat.: 38°10'49.93"S - Long.: 68°50'38.26"O.
- **Nqn-17-13:** a 9.15 km al SE del paraje Aguada San Roque, en el Bajo de Añelo, al SW de Lomas Las Yeguas, en coordenadas Gauss-Krüger: X: 5790909 - Y: 2514103 y en coordenadas geográficas: Lat.: 38° 1'45.89"S - Long.: 68°50'21.51"O.

En el departamento Pehuenches se tomaron tres muestras:

- **Nqn-17-14:** a 12.3 km al NO de la localidad de Rincón de los Sauces, al SW del río Colorado; próximo al yacimiento Aguada del Chivato, en coordenadas Gauss-Krüger: X: 5867382 - Y: 2495666 y en coordenadas geográficas: Lat.: 37°20'24.84"S - Long.: 69° 2'56.15"O.

- **Nqn-17-15:** a 11.3 km al NO de la localidad de Rincón de los Sauces, al SW del río Colorado; próximo al yacimiento Aguada del Chivato, en coordenadas Gauss-Krüger: X: 5865846 - Y: 2496066 y en coordenadas geográficas: Lat.: 37°21'14.69"S - Long.: 69° 2'39.92"O.
- **Nqn-17-16:** a 8 km al SE de la localidad de Rincón de los Sauces, al SE del cerro Alto, en coordenadas Gauss-Krüger: X: 5856567 - Y: 2512533 y en coordenadas geográficas: Lat.: 37°26'15.51"S - Long.: 68°51'29.98"O.

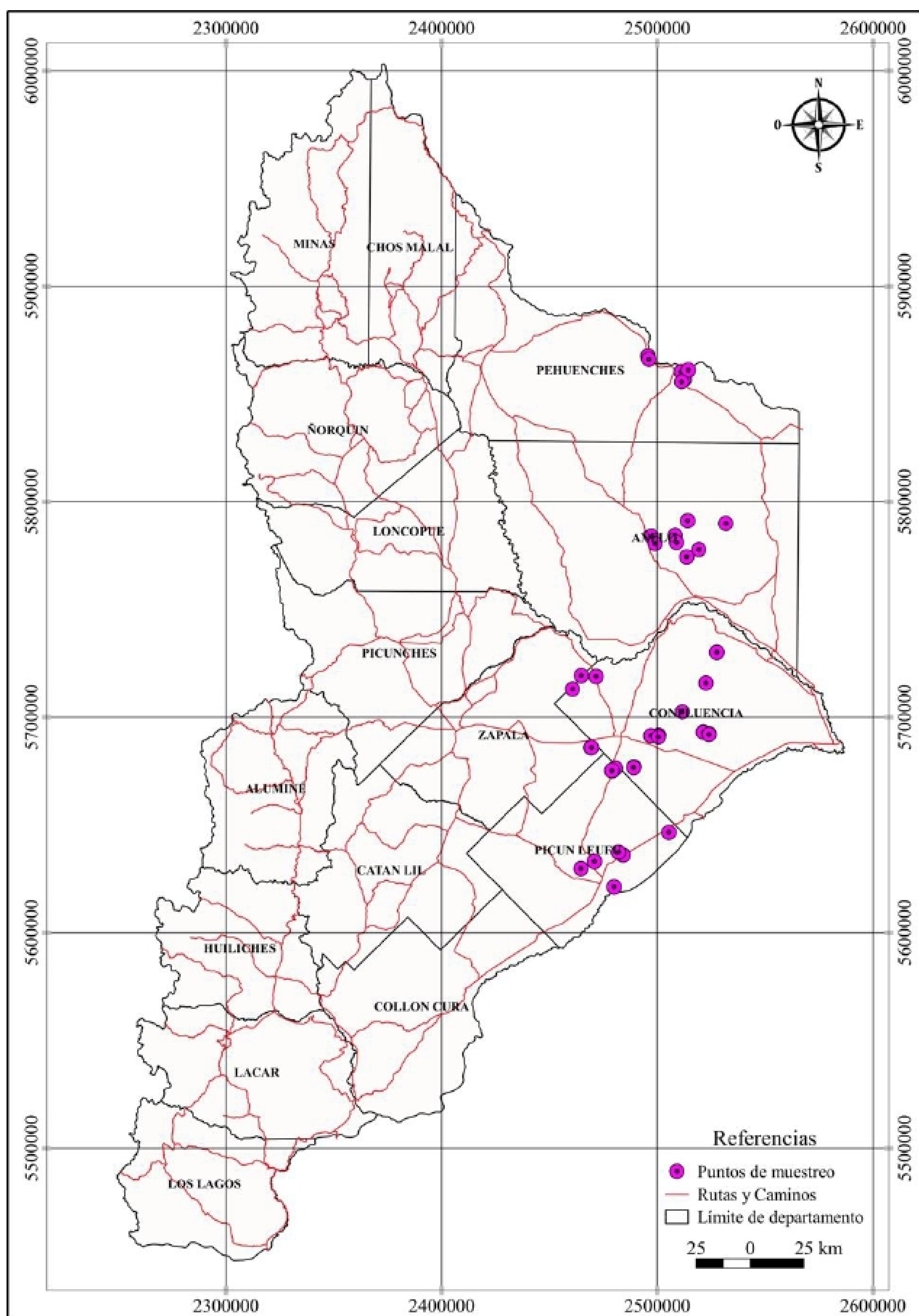


Fig. 7: ubicación de los sitios de muestreo.

ANÁLISIS TÉCNICOS REALIZADOS A LAS MUESTRAS

Con el objetivo de analizar la factibilidad de aplicación de arenas neuquinas en operaciones de fracturamiento hidráulico, se llevaron a cabo pruebas de laboratorio en el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), con base en la norma API RP 19 C (ISO 13503-2). Los ensayos técnicos fueron coordinados desde INTI Construcciones por la U.T. Geología Aplicada y Ambiental y la ejecución del ensayo Resistencia al aplastamiento y Densidad bulk fueron realizados en Instituto de Tecnología Minera (INTEMIN).

A continuación, se presentan los resultados de los ensayos realizados a cuatro muestras representativas (Muestras Nqn-17-01, Nqn-17-02, Nqn-17-15 y Nqn-17-17); el criterio de representatividad de las muestras seleccionadas, consistió en un chequeo con tres parámetros básicos como ser: a) pasa tamiz 200 (cantidad de finos), b) examen macroscópico (presencia de cuarzo) y, c) geología del sitio de muestreo (tipo y característica del depósito).

Los resultados de los análisis de estas muestras se los compara con dos muestras utilizadas actualmente por operadoras petroleras en yacimientos no convencionales de Neuquén. Estas muestras son denominadas en el informe como "Muestra Referencia A" y "Muestra Referencia B".

Descripción de las muestras analizadas

Las muestras Nqn-17-01 y Nqn-17-02 corresponden a arenas medianas a gruesas provenientes de la meteorización de areniscas limosas de color rosado blanquecinas, en las cuales se intercalan lentes de conglomerado polimíctico gris, con clastos redondeados de tamaño variable entre 2 y 4 cm.

La muestra Nqn-17-15 corresponde a arenas medianas provenientes de la meteorización de areniscas cuarzo-líticas, que poseen escasa a nula matriz y débil cemento carbonático; en los cuales se intercalan lentes y horizontes conglomerádicos, fangolitas rojizas poco consolidadas, seguidas por depósitos limo-arenosos gris-verdosos y verde-amarillentos, finamente laminados.

La muestra Nqn-17-17 corresponde a arenas finas a medianas provenientes de la meteorización de una sucesión alternante de depósitos fangolíticos y arenosos.

Macro y microfotografías de las muestras analizadas

Se muestran a continuación las macrofotografías y microfotografías obtenidas de una porción representativas de las muestras analizadas. Las macrofotografías fueron

tomadas con lupa binocular y las microfotografias fueron obtenidas por SEM (microscopio electrónico) del laboratorio del (INTI).

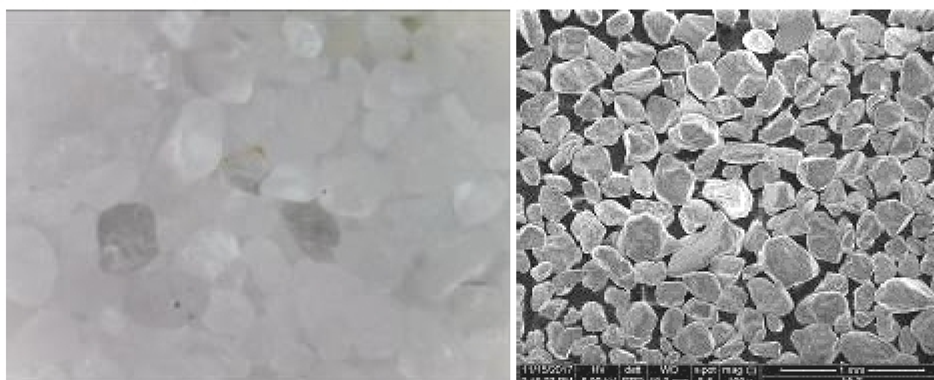


Fig. 8: a) muestra de referencia A (lupa binocular) y b) SEM.



Fig. 9: a) muestra de referencia B (lupa binocular) y b) SEM.

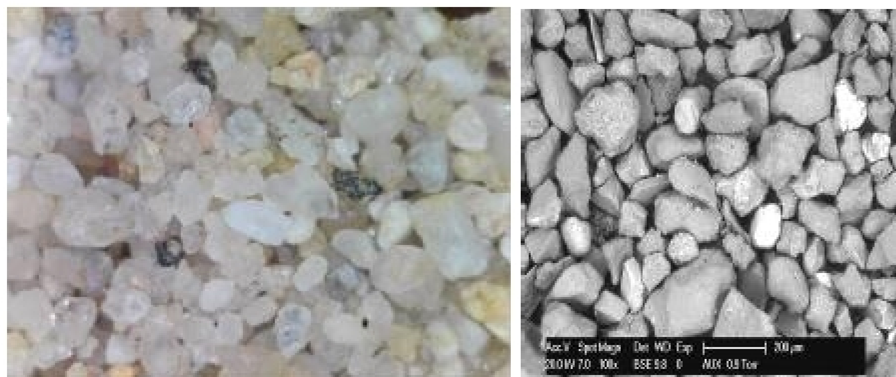


Fig. 10: a) muestra Nqn-17-01 (lupa binocular) y b) SEM.



Fig. 11: a) muestra Nqn-17-02 (lupa binocular) y b) SEM.



Fig. 12: a) muestra Nqn-17-15 (lupa binocular) y b) SEM.

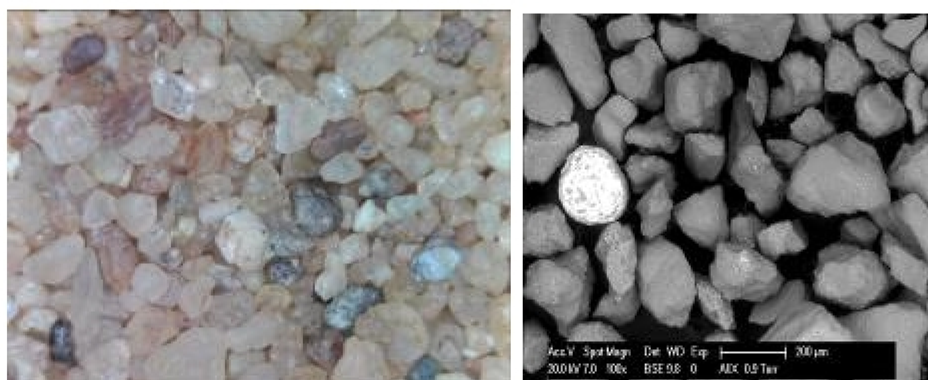


Fig. 12: a) muestra Nqn-17-17 (lupa binocular) y b) SEM.

Ensayos realizados a las muestras y resultados

Los ensayos efectuados fueron: pasa tamiz #200, granulometría, redondez y esfericidad, mineralogía, resistencia al aplastamiento, solubilidad y densidad bulk.

Tabla 5: resultados de los ensayos realizados a las muestras.

		Muestra de referencia A	Muestra de referencia B	Muestra Nqn-17-01	Muestra Nqn-17-02	Muestra Nqn-17-15	Muestra Nqn-17-17
	Pasa tamiz #200	0,1	0,2	21,9	17,5	24,8	19,6
Granulometría	#16	--	--	0,2	0,2	0,4	--
	#30	5,0	0,1	0,6	9,9	4,0	36,8
	#50	69,4	35,4	21,4	48,8	27,4	20,4
	#100	25,5	63,6	62,8	34,5	56,6	35,2
	#200	0,1	0,9	15,0	6,6	11,6	7,6
	Media	0,414	0,304	0,263	0,396	0,306	0,507
	Mediana	0,405	0,265	0,235	0,355	0,255	0,400
	Desv. Standard	0,59	0,70	0,66	0,54	0,63	0,46
	Selección (McManus, 1988)	0,56	0,61	0,70	0,81	0,77	1,06
	Redondez	0,63	0,68	0,36	0,39	0,38	0,46
	Esfericidad	0,75	0,70	0,70	0,61	0,65	0,70
Mineralogía (%)	Cuarzo	98,4	96,4	84,6	90,1	75,1	87,0
	Calcedonia y otras SiO_2	--	1,0	--	1,9	--	1,5
	Líticos	0,5	0,1	7,0	3,0	12,2	5,9

	Feldespatos	0,7	0,7	3,5	3,1	9,6	4,6
	Partículas friables	0,4	0,7	3,8	0,8	2,8	0,3
	Micas	--	--	0,9	0,4	0,3	0,2
	Partículas ferromagnéticas	--	1,1	0,2	0,7	--	0,5
	Resistencia al aplastamiento	4 K	4 K	2 K	2 K	< 2 K	2 K
	Solubilidad acida (%)	1,90	3,01	12,70	9,87	11,30	11,40
	Densidad bulk (g/cm^3)	1,50	1,51	1,33	1,41	1,33	1,41

CONCLUSIONES

Se presenta el siguiente cuadro "matriz" donde se resalta el cumplimiento o no de los requisitos de la Norma ISO 13503-2 para cada muestra analizada:

Tabla 6: comparación de los resultados.

	Muestra de referencia A	**Muestra de referencia B**	**Muestra Nqn-17-01**	**Muestra Nqn-17-02**	**Muestra Nqn-17-15**	**Muestra Nqn-17-17**
Redondez	Cumple	Cumple	No cumple	No cumple	No cumple	No cumple
Esfericidad	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Resistencia al aplastamiento	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	No cumple	Cumple
Solubilidad acida	Cumple	No cumple	No cumple	No cumple	No cumple	No cumple

De éste cuadro se deduce que:

- Las arenas muestreadas cumplen con las especificaciones de la norma utilizada internacionalmente a excepción de la redondez y la solubilidad acida. Esto no sería determinativo a la hora de descartar el uso de agentes de sostén nacionales, ya que cumplen el resto de parámetros solicitados por norma.
- Aplicar sencillos procesamientos, como el lavado y/o ciclonado, podrían aumentar considerablemente el porcentaje de cuarzo y por ende la resistencia al aplastamiento y su solubilidad acida de las arenas encontradas en forma natural.
- El uso de agentes de sostén nacionales permitiría abaratar los costos, aumentar la rentabilidad de la producción de hidrocarburos y un fuerte ahorro de divisas, creando fuentes de trabajo sustentables.

- Las arenas son un valioso recurso en lo que respecta a la disminución de costos de las fracturas hidráulicas, también como fuente de trabajo y distribución de riquezas por el desarrollo de la minería asociada a la producción de arenas en la provincia.

BIBLIOGRAFÍA

- Acock (A.), Heitmann (N.), Hoover (S.), Zia Malik (B.) y Pitoni (E.). 2003. Métodos de control de la producción de arena sin cedazos. Oilfield Review: 40-57.
- Acock (A.), O'Rourke (T.), Shirmboh (D.), Alexander (J.), Andersen (G.), Kaneko (T.), Venkitaraman (A.), López de Cárdenas (J.), Nishi (M.), Numasawa (M.), Yoshioka (K.), Roy (A.), Wilson (A.) y Twynam (A.). 2004. Métodos prácticos de manejo de la producción de arena. Oilfield Review: 10-29.
- ANSI/API RP 19C. 2008. Measurement of and Specifications for Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravel-packing Operations.
- API. 1995. Recommended practices for testing sand used in hydraulic fracturing operations.
- Bustos Cedeño (J.G.). 2013. Aplicación de la fractura hidráulica en la Cuenca Oriente Ecuatoriana. Facultad de Ciencias Geológicas, Universidad Complutense de Madrid.
- d'Huteau (E.). 2012. Características del agente de sostén utilizado en reservorios no convencionales. Petrotecnia: 66-68.
- Lauri (C.). 2013. Fractura Hidráulica. Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos.
- Mitchell (C.). UK frac sand resources. British Geological Survey.
- Pazmiño Urquizo (J.). 2004. Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico.
- Peñaranda (V.). 2014. Arenas más allá del acatamiento a las normas. Petrotecnia: 66-81.
- Rosero Bolaños (F.D.). 1999. Fracturamiento hidráulico en los Campos Gustavo Galindo Velasco. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Especialización Petróleos.
- Serrano Serrano (D.). 2011. Factibilidad técnica y económica del uso de propantes ultralivianos en el fracturamiento hidráulico de pozos: Aplicación en un campo colombiano. Universidad de Santander, Facultad de Ingenierías Fisisco-Químicas, Escuela de Ingeniería de petróleos, Bucaramanga.